

## ВИЗНАЧЕННЯ ТИСКУ НАСОСНОГО АГРЕГАТУ ПІД ЧАС ЗАСТОСУВАННЯ СТРУМИННОГО АПАРАТА ДЛЯ СТВОРЕННЯ ДЕПРЕСІЇ НА ПЛАСТ ЗА ЗАДАНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ КОЛЕКТОРА І ФЛЮІДУ РОДОВИЩА БІЛИЙ ТИГР (В'ЄТНАМ)

Нгуєн Куок Зунг

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42480,  
e-mail: [public@nung.edu.ua](mailto:public@nung.edu.ua)

*Разработано методику определения параметров рабочих органов струйного насоса и давление наземного технологического оборудования в зависимости от ожидаемых дебитов скважин. Эти дебиты определяются через гидропроводность пласта, полученную на базе гидродинамических исследований скважин.*

*The new approach to the definition of the jet pump's driven element parameters as well as producing pressures of the above-ground equipment, in respect of expected well production rates, has been developed. The above mentioned rates were calculated through the hydro-permeability values of layer, which were obtained from the hydrodynamic well survey.*

На родовищі Білий Тигр (шельф Південно-Китайського моря, В'єтнам) застосовують різні методи інтенсифікації припливу нафти із пласта (кислотні обробки, гідророзрив пластів, порохові генератори тиску), які забезпечують збільшення дебітів свердловин на 40-50%. Поряд з позитивними результатами цих методів вони мають суттєві недоліки. Так, вартість проведення гідророзриву є дуже великою і потребує наявності на експлуатаційних платформах великої кількості спецтехніки (агрегатів, змішувачів). Внаслідок кислотних обробок пластів відбувається значна корозія внутрішньосвердловинного обладнання, а, крім того, несвоєчасне вилучення продуктів реакції кислоти з пороною може навіть зменшити приплив з пласта. Порохові генератори тисків можуть спричинити появу тріщин у цементному кільці за експлуатаційною колоною і навіть спричинити перетікання води через цементне кільце.

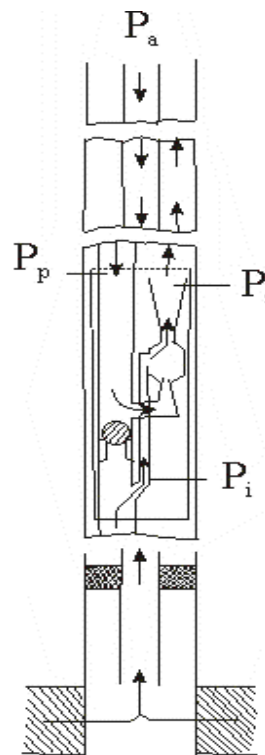
В ІФНТУНГ розроблено метод впливу на пласт шляхом створення багаторазових депресій і репресій на привибійну зону пласта.

Схема струминного апарата для створення депресії та репресії на пласт під час очищення привибійної зони і їх освоєння зображена на рис.1.

$P_p$ ,  $P_i$ ,  $P_z$  відповідно тиски стовпа робочої рідини на глибині установки струминного апарата, в приймальній камері струминного апарата та стовпа змішаної рідини в міжтрубному просторі. Тиск насосного агрегату на гирлі свердловини можна визначити, виходячи з фільтраційних характеристик пласта колектора, властивостей флюїду, глибини установлення апарата у свердловині та розмірів робочих органів апарата.

Відомо, що дебіт свердловини визначається за формулою Дюпюї

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (1)$$



**Рисунок 1 — Схема розміщення  
струминного апарата у свердловині**

де:  $\Delta P$  – депресія на пласт;  
 $R_k$  – радіус контура живлення;  
 $r_c$  – зведений радіус свердловини;  
 $k$  – проникність колектора;  
 $h$  – товщина пласта;  
 $\mu$  – в'язкість нафти в пластових умовах.

Тобто, за заданих  $R_k$ ,  $r_c$  дебіт свердловини залежить від  $k$ ,  $h$ ,  $\mu$ ,  $\Delta P$

$$Q = f(k, h, \mu, \Delta P).$$

Оскільки коефіцієнт гідропровідності

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu}, \quad (2)$$

то після підстановки формули (2) у формулу (1) одержуємо вираз для визначення  $Q$

$$Q = \frac{2\pi\varepsilon\Delta P}{\ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (3)$$

На рис. 2 зображено побудовану нами залежність дебіту від гідропровідності колектора за депресій на пласт від 5 до 50 МПа. Ця залежність побудована виходячи з даних гідродинамічних досліджень родовища Білий Тигр, колектори якого представлені олігоценними відкладами. Нами поставлено завдання визначити режим роботи струминного апарата та наземних насосних агрегатів залежно від коефіцієнта інжекції, розмірів робочого сопла струминного апарата та глибини розміщення струминного апарата.

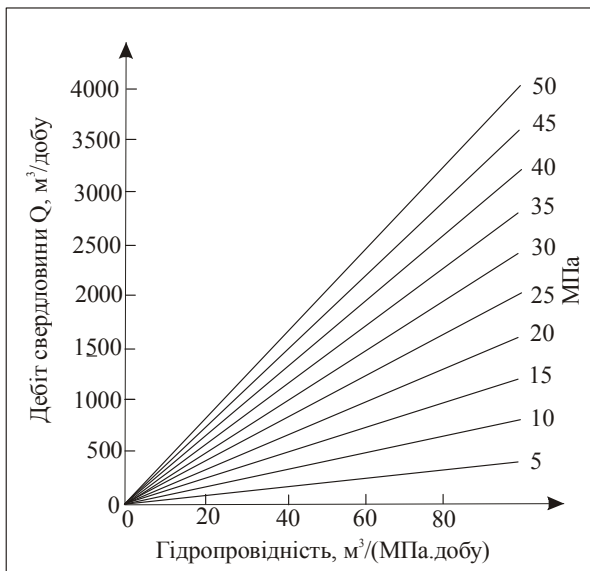


Рисунок 2 – Залежність дебіту свердловини від гідропровідності

Приймаючи, що коефіцієнт інжекції струминного апарата  $i = \frac{Q}{Q_p}$ , де  $Q_p$  – витрата робочої рідини, будемо графік залежності  $i$  від добового дебіту свердловини (рис. 3).

Приймаємо, що  $Q_p = 4,73 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ .

Відомо, що відносний перепад тиску в камері змішування визначається за формулою [1]

$$A = \frac{\Delta P_3}{\Delta P_p} = \frac{f_p}{f_3} \cdot \left[ 1,75 + 0,7 \cdot \frac{\rho_p}{\rho_n} \cdot \frac{f_p}{f_n} \cdot i^2 - 1,07 \cdot \frac{f_p}{f_3} \cdot \frac{\rho_p}{\rho_3} \cdot (1+i)^2 \right]. \quad (4)$$

З цієї формули випливає що відносний перепад тиску залежить від коефіцієнта інжекції

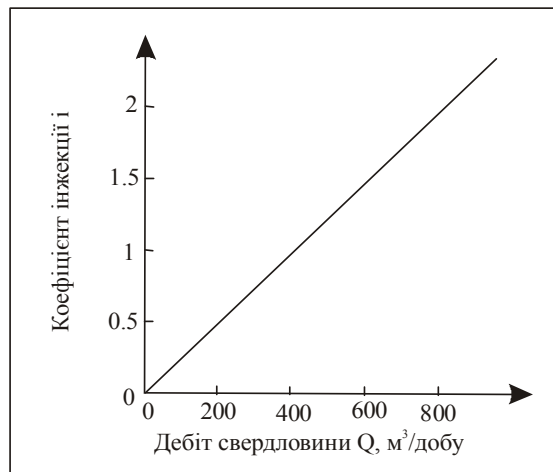


Рисунок 3 – Залежність коефіцієнта інжекції від дебіту свердловини під час витрати робочої рідини

та діаметра робочого сопла і камери змішування, тобто:  $A = f(d_p, d_3, i)$ . Нами побудовано графіки залежності коефіцієнта інжекції  $i$  від відносного перепаду тиску  $A$  за  $d_p = 4 \text{ мм}$ ,  $d_3 = 6, 7, 8 \text{ мм}$  (рис. 4).

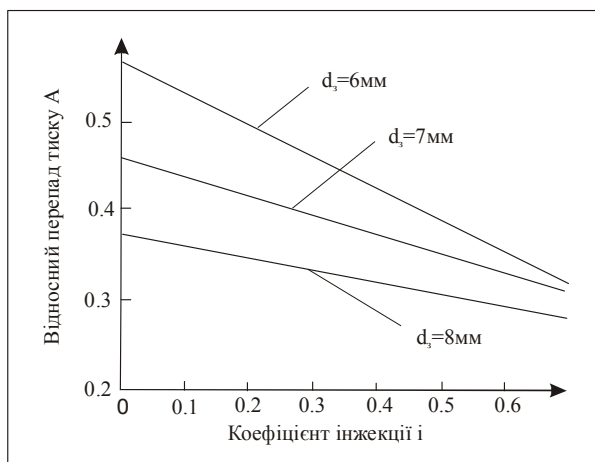


Рисунок 4 – Залежність відносного перепаду тиску в камері змішування від коефіцієнта інжекції

Тиск наземного насосного агрегату для конкретних глибин розміщення струминного апарата визначається за формулою [1]

$$P_a = \frac{P_{p.3} + \Delta P^{**}}{\frac{\Delta P_3}{\Delta P_p}} - P_{p.p} + \Delta P^* - \frac{P_i \cdot \left(1 - \frac{\Delta P_3}{\Delta P_p}\right)}{\frac{\Delta P_3}{\Delta P_p}}, \quad (5)$$

де:  $P_{p.3}$  – тиск стовпа змішаної рідини в міжтрубному просторі, МПа

$$P_{p.3} = \rho_3 \cdot g \cdot L; \quad (6)$$

$P_{p.p}$  – тиск стовпа робочої рідини на глибині встановлення струминного апарата, МПа

$$P_{p.p} = \rho_p \cdot g \cdot L; \quad (7)$$

$P_i$  – тиск у приймальній камері струминного апарата, МПа;

$\Delta P^*$  – втрати тиску за руху робочої рідини від насосного агрегату до робочого сопла струминного апарата, МПа;

$\Delta P^{**}$  – втрати тиску за руху робочої рідини від струминного апарата до гирла свердловини, МПа.

Втрати тиску  $\Delta P^*$ ,  $\Delta P^{**}$  визначаються за такими виразами:

$$\Delta P^* = \frac{(8 \cdot \lambda \cdot \rho_p \cdot L \cdot Q_p^2)}{\pi^2 \cdot d^5}, \quad (8)$$

$$\Delta P^{**} = \frac{8 \cdot \lambda \cdot \rho_c \cdot L \cdot Q_c^2}{\pi^2 \cdot (D - d_1)^3 \cdot (D + d_1)^2}, \quad (9)$$

де:  $\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору;

$d$ ,  $d_1$  – відповідно внутрішній і зовнішній діаметри НКТ, м;

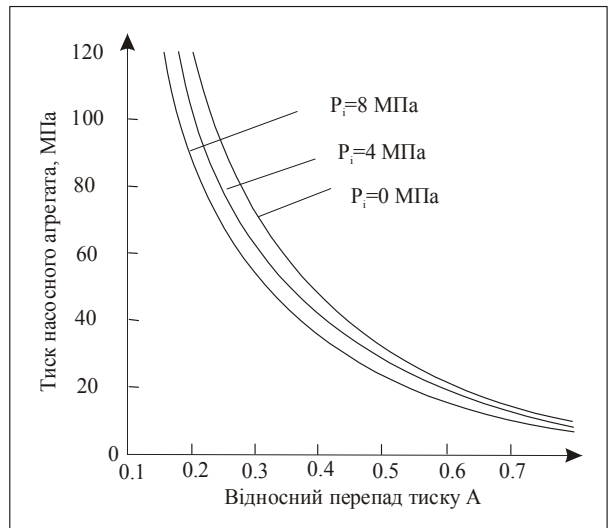
$D$  – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м;

$L$  – глибина встановлення струминного агрегату, м.

З рівняння (5), (6), (7), (8), (9) випливає, що  $P_a$  залежить від  $L, Q_p, Q_z, A, P_i$ . Тобто:  $P_a = f(L, Q_p, Q_z, A, P_i)$ .

Нами побудовано графіки залежності тиску насосного агрегату від відносного перепаду тиску на глибині встановлення струминного апарата ( $L=3000$  м) за різних значень тиску інжекції  $P_i$  (рис. 5).

З наведених даних випливає, що, знаючи властивості колектора ( $k$ ,  $h$ ) і флюїду ( $\mu$ ), можна визначити тиск насосного агрегату на гирлі свердловини. З графіка (рис. 5) визначається тиск насосного агрегату під час застосування струминного апарата для створення депресії на пласт, що має певну фільтраційну характеристику колектора і флюїдів.



**Рисунок .5 – Залежність тиску насосного агрегату від відносного перепаду тиску А за  $L=3000$  м,  $P_n=0,4,8$  МПа,  $Q_p=4,73 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/с,  $Q=40$  м<sup>3</sup>/добу**

### Література

1. Яремийчук Р.С., Качмар Ю.Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин. – Львов, 1982.
2. Технология подвышения продуктивности скважин с помощью струйных аппаратов // Нефтяная и газовая промышленность. – 1992.